

文章编号:0253-9985(2010)06-0802-08

大庆油田肇35区块葡萄花油层储层特征及控制因素

陈伟¹,李鹏¹,彭承文²,张百忍¹(1. 中国地质大学 能源学院,北京 100083; 2. 中国石油天然气股份有限公司 大庆油田有限责任公司
第八采油厂,黑龙江 大庆 163514)

摘要:通过对研究区岩性数据、薄片、扫描电镜以及压汞实验资料的统计分析,对储层的物性特征和孔隙结构进行了研究。该区块葡萄花油层为中孔、中-高渗储层,孔隙类型主要包括正常粒间孔隙、缩小粒间孔隙和粒内溶蚀孔隙。该区储层具有较低的排驱压力和毛细管压力中值,微观孔隙结构发育良好,属于中-粗孔喉。根据孔隙度、渗透率、排驱压力、孔隙喉道半径平均值与进汞饱和度5个参数,将该区储层分为4类,即大孔粗喉道孔隙类型、中孔中喉道孔隙类型、中小孔小喉道孔隙类型和小孔微喉道孔隙类型,评价结果分别为好、较好、一般和差储层。储层物性主要受到沉积条件、压实作用以及胶结作用影响,其中以沉积作用为主,水下分流河道砂体的物性条件最佳。

关键词:孔隙结构;储层物性特征;葡萄花油层;肇35区块;大庆油田

中图分类号:TE122.2 **文献标识码:**A

Characteristics and controlling factors of pore features in the Putaohua oil reservoir in the Block Zhao-35, Daqing oilfield

Chen Wei¹, Li Peng¹, Peng Chengwen² and Zhang Bairen¹(1. School of Energy Resources, China University of Geosciences, Beijing 100083, China;
2. No. 8 Oil Producer of PetroChina Daqing Oilfield Co. Ltd, Daqing, Helongjiang 163514, China)

Abstract: A statistic analysis of lithology, thin section, SEM observation and mercury injection data reveals the physical properties and pore structures of the reservoirs in the study area. It suggests that the Putaohua reservoir is characterized by medium porosity and middle-to-high permeability. Its pore types include normal intergranular pores, reduced intergranular pores and intragranular dissolved pores. The reservoir also features in low displacement pressure, low median capillary pressure, well-developed microscopic pore structure, and medium-to-large pore throat. Five parameters, namely the porosity, permeability, displacement pressure, mean pore throat radius and mercury-injection saturation, are used to classify the reservoirs in the area into four types. Type I has large pore and wide throat; type II has medium pore and medium throat; type III has medium to small pore and small throat; and type IV has small pore and micro throat. They are supreme, good, fair and poor reservoirs respectively. The reservoir qualities are controlled by sedimentation, compaction and cementation, among which sedimentation is predominant. Reservoir quality of underwater distributary channel sand is the best.

Key words: pore structure, physical property of reservoirs, Putaohua oil reservoir, Block Zhao-35, Daqing oilfield

大庆油田肇35区块位于松辽盆地三肇凹陷宋芳屯鼻状构造西部,区域构造走向为北北东向。研究的目的是为下白垩统姚家组一段的葡萄花油层,其岩性主要为深灰、绿灰色泥质粉砂岩、灰色、

灰棕色粉砂岩和细砂岩,油层厚度在32.0~56.5 m之间,沉积类型为三角洲前缘沉积^[1-3],发育水下分流河道、席状砂、河口砂坝、水下分流间湾等微相类型。

收稿日期:2010-06-10。

第一作者简介:陈伟(1983—),男,博士研究生,油气储层预测与评价。

1 储层物性特征

通过对研究区14口井556个常规孔渗分析数据的统计分析,认为该区储层的孔隙度变化范围为5%~30%,平均为19.97%,主要分布区间15%~25%,占79.63%(图1);渗透率的分布范围为0~ $1\,000\times10^{-3}\,\mu\text{m}^2$,平均为 $92.73\times10^{-3}\,\mu\text{m}^2$,主要分布区间 $10\times10^{-3}\sim1\,000\times10^{-3}\,\mu\text{m}^2$,占58.4%(图2)。总体来说,葡萄花油层具有良好的孔渗条件。

2 储层孔隙特征

2.1 孔隙结构特征

2.1.1 排驱压力

排驱压力是指孔隙系统中最大连通孔隙喉道所对应的毛细管压力^[4~11]。排驱压力与岩石渗透率具有明显的相关关系,一般来说,渗透率高的岩石,排驱压力值低,渗透率低的岩石,排驱压力值高。对研究区9口井的105个压汞分析数据进行统计分析,结果表明该区葡萄花油层排驱压力分布在0.035~2.757 MPa之间,平均为0.101 MPa。排驱压力较低,说明本区储层渗透性好。

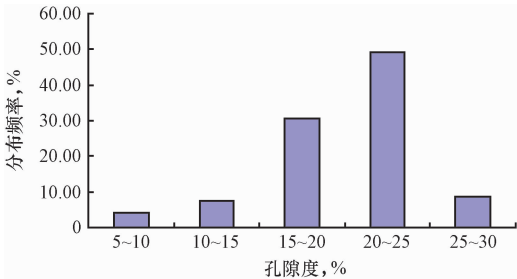


图1 肇35区块葡萄花油层储层孔隙度分布频率
Fig.1 Frequency distribution of porosity of the Putaohua oil reservoir in the study aren

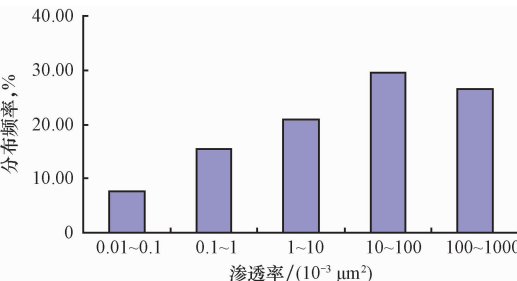


图2 肇35区块葡萄花油层储层渗透率分布频率
Fig.2 Frequency distribution of permeability of the Putaohua oil reservoir in the study area

2.1.2 毛细管压力中值

毛细管压力中值是指汞饱和度为50%时所对应的毛细管压力值。葡萄花油层中值毛管压力除有个别数据点出现异常高值外,整体分布在0.074~7.570 MPa之间,平均为1.259 MPa。毛细管压力中值是储层原始产油气能力的标志,其值越高,生产油气能力越低。本区储层毛细管压力中值较低,表明储层产油能力较高。

2.1.3 孔喉半径均值

孔喉半径均值是孔隙喉道大小总平均数的度量。葡萄花油层孔喉半径均值分布范围为0.09~6.41 μm,平均值为2.23 μm。孔隙喉道半径大于1 μm的占85.2%以上,属于中-粗孔喉。本区储层孔隙喉道半径平均值大,使得渗透性较好。

2.1.4 均质系数、歪度和峰态

均质系数、歪度和峰态均可以反映孔喉的分选程度。从研究区葡萄花油层数据统计结果可以看出,其均质系数较低,分布范围在0.216~0.513之间,平均值为0.378;歪度大部分在0.1254~0.864之间,平均值为0.488;峰态分布于0.429~1.305之间,平均值为0.754。由此可见研究区喉道分布不均匀,但主要都偏于粗喉道,且分布曲线的尖峰较厉害。储层其他孔隙微观特征数据参见表1和表2。

由以上分析可见,该区葡萄花油层具有较低的排驱压力和毛细管中值压力,较粗的孔隙喉道半径,储层孔隙结构较好,有利于油气的储集和开采。

2.2 孔隙类型

通过对研究区部分井的薄片分析与扫描电镜观察,葡萄花油层砂岩多为颗粒支撑,砂岩颗粒大小0.01~0.20 mm;胶结物以泥质为主,胶结类型多样,主要有接触、孔隙、再生、充填、薄膜等几种及其相应的不同组合类型。根据扫描电镜观察,研究区孔隙类型^[12~18]主要为原生孔隙和次生孔隙。原生孔隙类型包括正常粒间孔和缩小粒间孔。正常粒间孔主要是压实作用的产物,是碎屑颗粒之间的孔隙,此类孔隙在研究区广泛发育,连通性好(图3a);缩小粒间孔是原生粒间孔隙在成岩作用下,由自生矿物占据了一部分孔隙空间,使

表 1 肇 35 区块葡萄花油层储层物性参数

Table 1 Physical parameters of the Putaohua oil reservoir in the study area

井号	样品号	孔隙半径/ μm			孔隙分布		渗透率分布		分选系数	歪度
		最大值	平均值	中值	峰位/ μm	峰值, %	峰位/ μm	峰值, %		
芳 142-14	5	0.36	0.11	0.06	0.10	14.26	0.25	41.97	2.34	0.29
芳 142-14	9	3.52	1.37	0.85	2.50	23.17	2.50	70.18	3.08	0.53
芳 142-14	14	0.27	0.10	0.08	0.10	22.93	0.16	51.55	1.72	0.36
芳 142-14	25	20.28	7.68	5.36	10.00	27.15	10.00	59.77	3.67	0.68
芳 168-14	15	6.22	2.05	0.14	4.00	13.40	4.00	74.84	4.02	0.01
芳 168-14	20	7.54	2.72	0.43	4.00	17.45	4.00	59.11	4.16	0.30
芳 168-14	25	5.30	1.49	0.32	2.50	16.79	2.50	52.54	3.90	0.29
芳 3	8	9.59	4.22	2.40	2.00	16.60	4.00	42.30	3.01	0.51
芳 3	10	1.92	0.41	0.07	0.10	22.00	0.50	46.20	1.70	0.68
芳 3	14	6.71	1.89	0.70	2.00	22.20	4.00	46.30	2.67	0.23
芳 805	24	8.48	3.64	3.50	4.00	23.60	6.00	54.40	2.75	0.68
芳 805	25	8.46	3.46	3.18	4.00	22.60	6.00	52.90	2.80	0.62
芳 805	26	7.21	3.11	2.50	4.00	21.80	6.00	45.10	2.82	0.59
芳 805	27	14.82	5.18	4.81	6.00	17.80	8.00	27.80	2.50	0.63
芳 805	28	12.53	5.92	6.90	6.00	23.00	8.00	45.40	2.47	0.79
芳扶 136-38 井	9	7.58	3.60	0.97	4.00	27.92	4.00	62.65	4.24	0.50
芳扶 136-38 井	12	9.63	4.44	2.99	6.30	32.07	6.30	81.30	3.79	0.69
肇 35 井	3	5.31	1.86	0.78	2.50	19.54	4.00	45.61	4.00	0.52
肇 35 井	5	9.55	3.92	1.25	6.30	20.05	6.30	70.96	4.37	0.52
肇 35 井	9	7.55	3.30	0.98	4.00	24.83	4.00	60.25	4.22	0.50
肇 35 井	13	14.83	7.49	7.71	10.00	36.93	10.00	77.81	3.62	0.83
肇 35 井	17	11.61	5.67	4.40	6.30	34.32	6.30	62.38	3.79	0.75
肇 35 井	20	9.55	3.82	1.53	4.00	18.50	6.30	64.84	4.35	0.58
肇 35 井	24	14.76	6.42	6.35	6.30	29.01	10.00	59.79	3.60	0.79
肇 38 井	17	6.23	2.41	0.84	4.00	21.35	4.00	74.35	4.13	0.50
肇 38 井	19	9.53	3.59	0.84	4.00	19.63	6.30	57.44	4.31	0.43
肇 38 井	26	9.52	4.16	2.11	6.30	25.82	6.30	75.46	4.40	0.64
肇 38 井	43	20.45	7.61	6.89	10.00	30.90	10.00	66.99	3.56	0.76
肇 38 井	47	20.38	6.38	1.50	10.00	16.29	10.00	55.50	4.67	0.47

表 2 肇 35 区块葡萄花油层储层压汞特征参数

Table 2 Characteristic parameters of mercury-injection of the Putaohua oil reservoir in the study area

井号	样品号	峰态	半径均值/ μm	相对分选系数	均质系数	最大进汞饱和度, %	最大退汞效率, %	排驱压力/ MPa	饱和度中值压力/ MPa
芳 142-14	5	0.80	0.09	27.51	0.30	75.15	34.19	2.06	13.70
芳 142-14	14	1.02	0.09	19.01	0.37	85.49	28.67	2.76	9.66
芳 142-14	25	1.05	6.41	0.57	0.38	91.95	13.58	0.04	0.14
芳 168-14	15	0.48	1.21	3.33	0.33	68.99	28.49	0.12	5.50
芳 168-14	20	0.58	1.73	2.41	0.36	75.53	21.07	0.10	1.73
芳 168-14	25	0.60	1.11	3.53	0.28	75.87	22.38	0.14	2.42
芳 3	8	0.44	0	0	0.44	74.80			
芳 3	14	0.50	0	0	0.28	76.10			
芳 805	24	0.78	0	0	0.43	87.10			
芳 805	26	0.69	0	0	0.43	85.30			
芳 805	27	0.96	0	0	0.35	93.30			
芳扶 136-38 井	9	0.43	2.19	1.93	0.48	74.36	20.18	0.10	0.79
芳扶 136-38 井	12	0.73	3.66	1.04	0.46	86.09	18.56	0.08	0.26
肇 35 井	3	0.64	1.46	2.74	0.35	80.81	20.08	0.14	0.98
肇 35 井	5	0.60	2.74	1.60	0.41	78.77	18.43	0.08	0.62
肇 35 井	9	0.59	2.14	1.97	0.44	78.13	20.55	0.10	0.78
肇 35 井	17	0.78	4.60	0.82	0.49	87.38	14.15	0.06	0.17
肇 35 井	20	0.63	2.73	1.59	0.40	80.09	17.17	0.08	0.48
肇 38 井	17	0.63	1.80	2.29	0.39	79.93	15.57	0.12	0.92
肇 38 井	26	0.68	3.21	1.37	0.44	82.41	11.79	0.08	0.36
肇 38 井	47	0.63	4.23	1.10	0.31	80.54	15.07	0.04	0.50

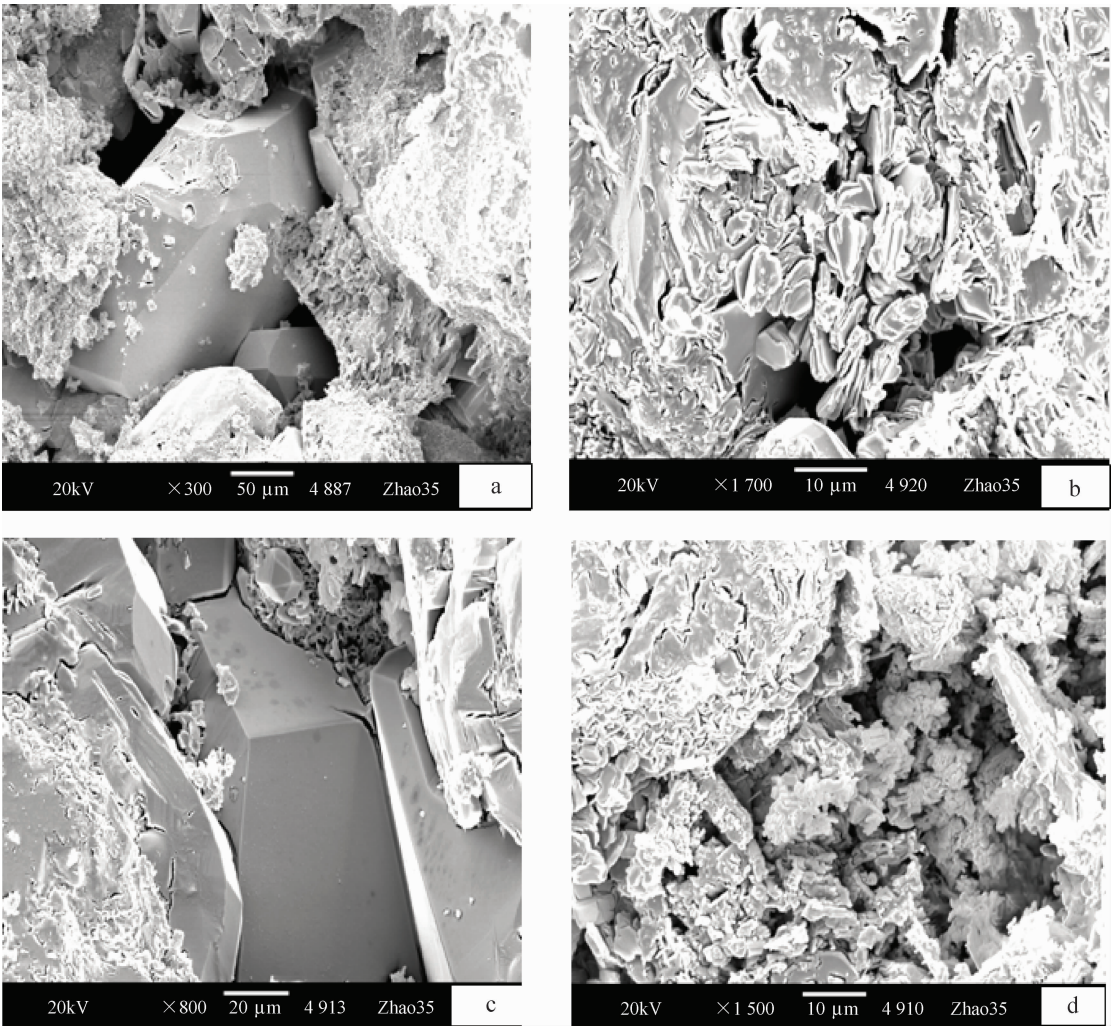


图3 肇35区块葡萄花油层储层孔隙类型

Fig. 3 Pore types in the study area

a. 粒间孔,孔隙较发育,连通性较好;b. 粒间孔,孔隙中充填高岭石,高岭石晶形较差;c. 粒间孔,孔隙中充填次生石英,此样品次生石英较发育;d. 长石颗粒被溶蚀,形成次生孔隙

孔隙缩小后余下的粒间孔隙,研究区缩小粒间孔主要由高岭石、次生石英、伊利石和绿泥石等充填(图3b,c);次生孔隙以粒内溶蚀孔隙为主,主要由于不稳定的长石颗粒内部被不同程度溶蚀造成的,是典型的次生孔隙类型(图3d)。

2.3 储层综合评价

根据孔隙度、渗透率、排驱压力、孔隙喉道半径平均值和进汞饱和度5个参数,对葡萄花油层105块样品的压汞曲线进行了分析,将该区储层类型共分为4类,并根据进汞饱和度大小与压汞曲线形态,又将每类储层分为2个亚类(表3;图4)。

2.3.1 I类储层

该类储层的压汞曲线位于左方坐标轴,按进汞量大小和曲线形态分为A和B两个亚类。其特点是储层排驱压力最低,小于0.05 MPa,有明显平台段,平台段进汞量达到50%。I类储层中的A亚类初期进汞量大,最终进汞量在90%以上;B亚类平台段较A亚类短,初期进汞量达到了40%以上,最终进汞量在85%以上。该区I类储层孔喉分布属粗歪度、偏大孔,分选性好,孔喉半径在4.0~16.0 μm之间的占到了60%,渗透率贡献在90%以上,表明该类储层微观孔隙结构发育良好,为大孔粗喉道孔隙类型。

表 3 肇 35 区块葡萄花油层储层分类评价

Table 3 Classified evaluation of reservoirs in the study area

储层类别	渗透率/(10 ⁻³ μm ²)	孔隙度,%	孔隙喉道半径/μm	排驱压力/MPa	进汞饱和度,%	评价结果
I 类	>100	>25	>2.0	<0.05	>85	好储层
II 类	50 ~ 100	15 ~ 25	1.0 ~ 2.0	0.05 ~ 0.10	75 ~ 85	较好储层
III 类	1 ~ 50	5 ~ 15	0.1 ~ 1.0	0.10 ~ 1.00	65 ~ 75	一般储层
IV 类	<1	<5	<0.1	>1.00	<65	差储层

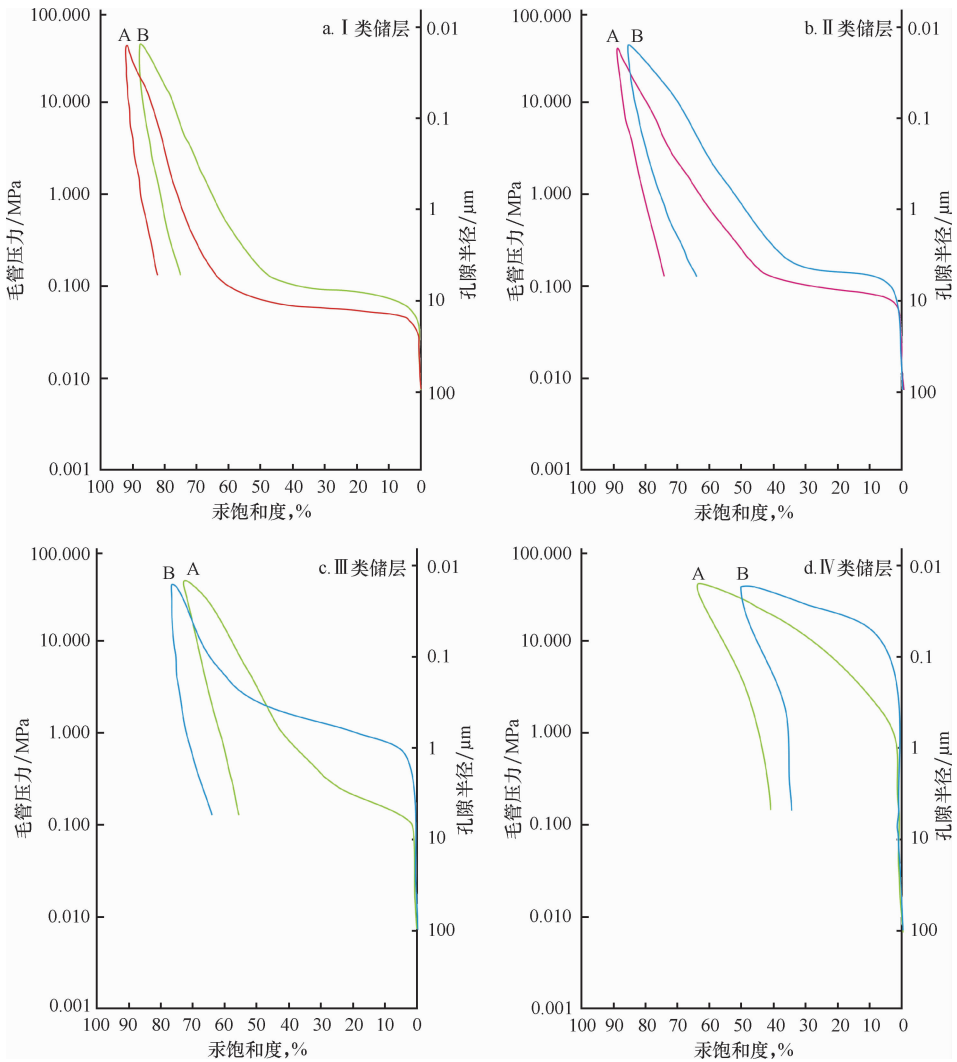


图 4 肇 35 区块葡萄花油层不同储层类别压汞曲线特征

Fig. 4 Capillary-pressure curves of different types of reservoirs in the study area

2.3.2 II 类储层

该类储层的压汞曲线显示排驱压力较低,多分布在 0.05 ~ 0.10 MPa 之间,初期进汞量达到 30% 以上,平台段总体比 I 类储层短很多,最终进汞量在 75% ~ 85% 之间。A 亚类曲线形态与 I 类

储层中的 B 亚类相似,但排驱压力相对较大;B 亚类排驱压力大约为 0.1 MPa,平台段短,但连通性良好,退汞效率大。该区 II 类储层孔喉分布以中孔为主,分选好-中等,孔喉半径在 2.5 ~ 6.3 μm 之间的占到了 40% 以上,渗透率贡献在孔喉半径 4.0 μm 处最大,为 65%,曲线退汞效率较高,储层

连通性较好,为中孔中喉道孔隙类型。

2.3.3 III类储层

该类储层的压汞曲线大体位于坐标轴的对角处,排驱压力在0.1~1.0 MPa之间,最终进汞量在65%~75%之间。A亚类压汞曲线排驱压力大于0.1 MPa,曲线无明显平台段,进汞量小,但连通性较好。B亚类压汞曲线排驱压力大于0.5 MPa,在孔隙半径为0.5~1.0 μm处有不太明显平台段,进汞量达到40%以上,但连通性不是很好,退汞效率较差。III类储层孔喉发育程度整体上不如前两类,以发育中小孔为主,分选较差,孔喉半径主要分布在0.4~2.5 μm之间,渗透率贡献达到62.66%,为中小孔小喉道孔隙。

2.3.4 IV类储层

该类储层的压汞曲线排驱压力大于1 MPa,进汞量小于65%。A亚类与B亚类曲线形态相似,A亚类孔喉分布均匀,渗透率贡献峰值42%以上,以微孔为主;B亚类曲线进汞量小于50%,孔喉半径主要分布在0.001 6~0.006 3 μm之间,渗透率贡献峰值为38.87%,退汞效率差,连通性不好。该区IV类储层孔喉分布偏微孔,分选、连通性最差,为小孔微喉道孔隙类型。

3 储层物性控制因素

3.1 沉积微相对储层物性的影响

不同沉积相类型的砂体,由于沉积环境、水动力条件的不同,导致沉积物的碎屑成分、结构、粒度、分选、单层厚度各不相同,最终影响不同微相的储集能力^[19]。根据实验分析物性数据,研究区物性较好的储层主要分布在研究区的北部、中部及西南部3个地区,与沉积相的平面分布相吻合(图5),表现为沿水下分流河道及其两侧孔隙度、渗透率发育良好;总结研究区不同微相类型的物性特征(图6),从中也可以看出,在发育的有利储集砂体中,水下分流河道的孔渗发育最好,其次为河口坝,席状砂发育最差。

3.2 成岩作用对储层物性的影响

影响储层物性的成岩作用主要包括压实作

用、胶结作用和溶蚀作用^[19~22]。其中压实作用及胶结作用主要是降低储层孔渗,使物性变差,而溶蚀作用则能提高储层孔隙度和渗透率,使物性得以改善。

3.2.1 压实作用

压实作用是导致储层物性变差的主要因素之一,研究区葡萄花油层顶部埋藏深度1 470~1 550 m,油层厚度32.0~56.5 m。岩心物性统计结果表明,孔隙度和渗透率具有良好的相关性,随着深度的增加,均具有减小的趋势(图7)。

3.2.2 胶结作用

葡萄花油层主要以泥质胶结为主,含少量碳酸盐胶结。但从影响储层物性发育程度方面考虑,碳酸盐含量起着重要的作用。从统计的岩心物性数据中可以看出,该区碳酸盐含量较少,大部分在20%以下,同时随着碳酸盐含量的增加,孔隙度具有减小的趋势(图8)。

3.2.3 溶蚀作用

受压实作用影响,储层物性整体上随深度具有逐渐变差的趋势,但由于溶蚀作用的存在,使得次生孔隙在深部多有发育,同样存在物性较好的储层。该区次生孔隙以粒内溶蚀孔隙为主,主要是长石被不同程度溶蚀造成的(图3d)。

4 结论

1) 肇35区块葡萄花油层具有良好的孔渗条件,平均孔隙度为19.97%,平均渗透率为 $92.73 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,属于中孔、中-高渗储层;孔隙类型主要包括正常粒间孔、缩小粒间孔和粒内溶蚀孔。

2) 研究区具有较低的排驱压力、毛细管压力中值,孔喉半径均值较大,属于中-粗孔喉,微观孔隙结构发育良好,分选中等-好。

3) 通过压汞数据分析,将研究区储层分为4类:大孔粗喉道孔隙类型、中孔中喉道孔隙类型、中小孔小喉道孔隙类型、和小孔微喉道孔隙类型(I、II、III、IV类),评价结果分别为好、较好、一般和差储层,依据进汞饱和度和压汞曲线形态的不同,每类储层又分为A、B两个亚类。

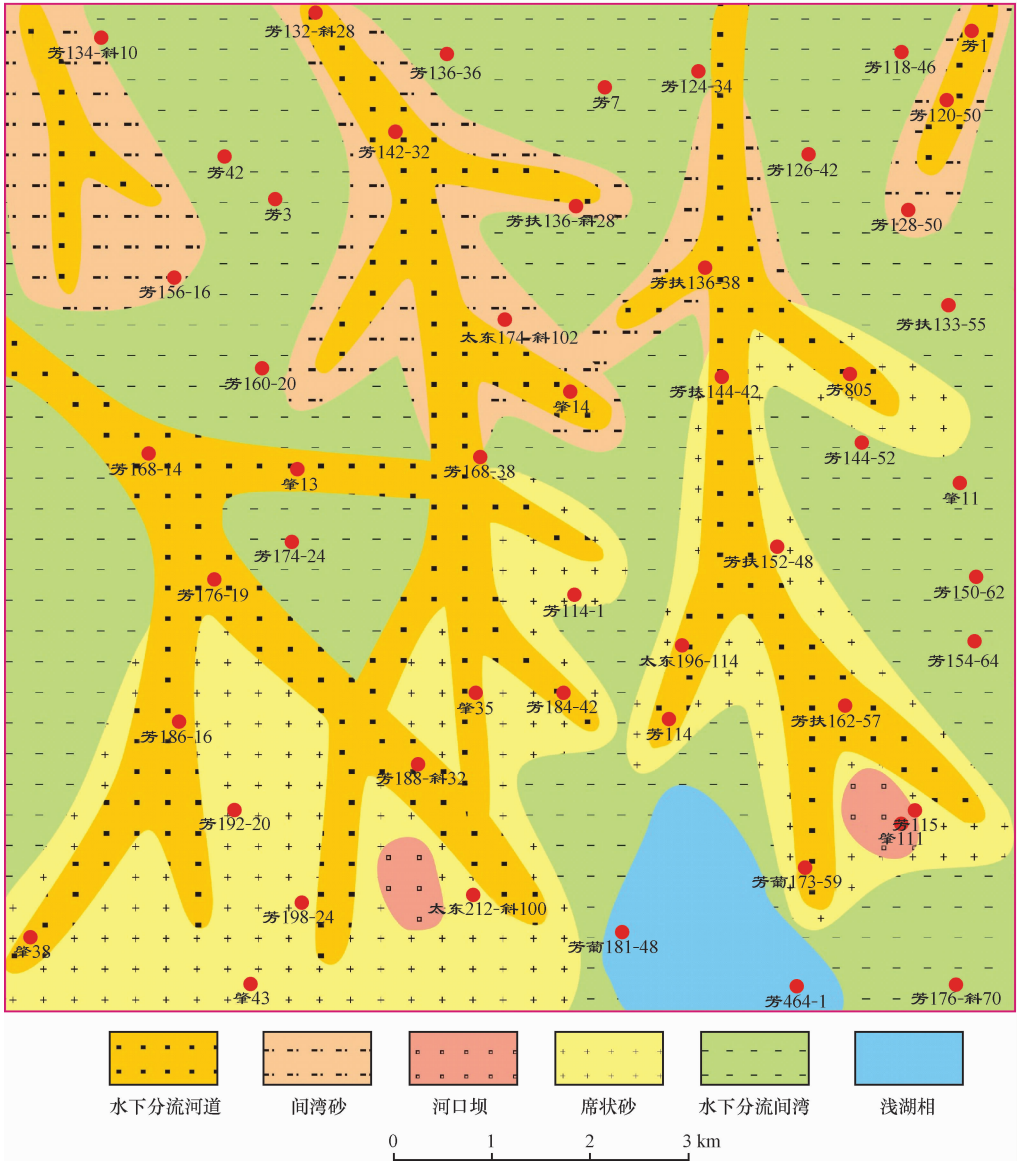


图 5 肇 35 区块葡萄花油层储层沉积微相

Fig. 5 Sedimentary microfacies in the Putaohua reservoir of the study area

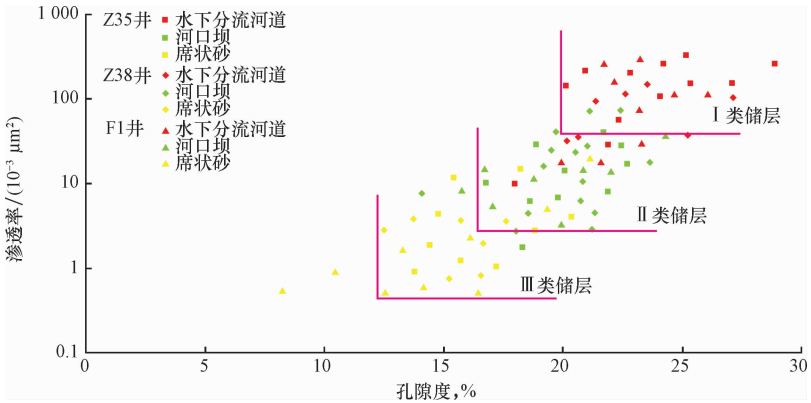


图 6 肇 35 区块葡萄花油层储层各微相物性对比

Fig. 6 Physical property comparison of sedimentary microfacies of the Putaohua reservoir in the study area

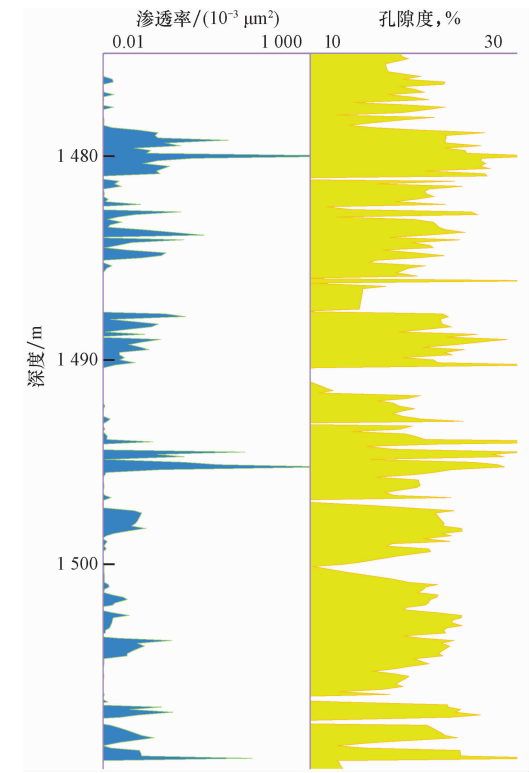


图7 肇35区块葡萄花油层储层孔隙度、渗透率与深度的关系

Fig.7 Variations of porosity and permeability with depth

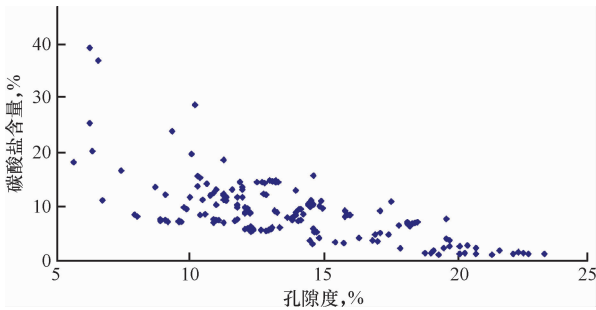


图8 肇35区块葡萄花油层储层孔隙度与碳酸盐含量的关系

Fig.8 The relationship between porosity and carbonate content

4) 储层物性的主要控制因素包括沉积作用、压实作用、胶结作用和溶蚀作用,其中以沉积作用为主。水下分流河道砂体物性发育最好,其次为河口坝微相。成岩作用中随着深度及碳酸盐含量的增加,储层物性变差;长石被溶蚀形成的次生孔隙对提高储层的物性有利。

参 考 文 献

1 刘宗堡,马世忠,孙雨,等. 三肇凹陷葡萄花油层高分辨率层序地层划分及沉积特征研究[J]. 沉积学报,2008,26(3):399~406

2 李军辉,张大智. 松辽盆地北部宋芳屯油田芳231区块葡萄花

油层沉积特征研究[J]. 上海地质,2007,(1):7~10

3 高岗,黄志龙,高兴友,等. 宋芳屯油田芳3区块葡萄花储层特征及其影响因素[J]. 西北地质,2005,38(2):76~81

4 刘忠群,胡杨. 大牛地气田山西组山1段储层孔隙结构特征[J]. 断块油气田,2008,15(5):37~39

5 冯明石,刘家铎,孟万斌,等. 四川盆地中西部须家河组储层特征与主控因素[J]. 石油与天然气地质,2009,30(6):713~719

6 廖明光,李士伦,谈德辉. 砂岩储层渗透率与压汞曲线特征参数间的关系[J]. 西南石油学院学报,2001,23(4):5~8

7 焦翠华,夏冬冬,王军,等. 特低渗透砂岩储层物性下限确定方法——以永进油田西山窑组储集层为例[J]. 石油与天然气地质,2009,30(3):379~385

8 董昭雄,沈昭国,何国贤,等. 鄂尔多斯盆地大牛地气田山1段储层与沉积微相的关系[J]. 石油与天然气地质,2009,30(2):162~168

9 徐婷,伦增琨,谭中良,等. 塔河油田碳酸盐岩岩块系统的参数法分类及孔喉结构特征[J]. 中国石油大学学报(自然科学版),2008,32(4):76~81

10 袁悻楠,陈子琪. 陆相油藏描述[M]. 北京:石油工业出版社,1996. 158~165

11 张一伟. 陆相油藏描述[M]. 北京:石油工业出版社,2003. 107~116

12 范旭,徐运亨,董仲林,等. 松辽盆地宋芳屯油田葡萄花油层储集层综合特征[J]. 大庆石油学院学报,1999,23(3):70~73

13 谢爱华,刘社芹. 东濮凹陷桥口低渗气藏储层敏感性对策研究[J]. 石油与天然气地质,2008,29(3):365~368

14 冯永春,王建民. 鄂尔多斯盆地志丹油田永金地区长6储层微观孔隙成因类型及特征[J]. 岩性油气藏,2008,20(4):47~52

15 周凤娟,王振奇,支东明,等. 准噶尔盆地红山嘴地区克拉玛依下亚组孔隙结构特征及影响因素[J]. 岩性油气藏,2008,20(4):65~70

16 朱永贤,孙卫,于锋. 应用常规压汞和恒速压汞实验方法研究储层微观孔隙结构——以三塘湖油田牛圈湖区头屯河组为例[J]. 天然气地球科学,2008,19(4):553~556

17 沈金松,张宸恺. 应用分形理论研究鄂尔多斯ZJ油田长6段储层孔隙结构的非均质性[J]. 西安石油大学学报(自然科学版),2008,23(6):19~23

18 夏景生,王成明,王志坤,等. 山东东营凹陷东部深层浊积扇储层的微观特征及影响因素[J]. 中国地质,2008,35(5):975~983

19 孟庆芬,侯加根,程昌茹,等. 友谊油田沙三上亚段储层物性特征及控制因素分析[J]. 西安石油大学学报(自然科学版),2008,23(2):20~23

20 张莉,朱筱敏,钟大康,等. 惠民凹陷古近系砂岩储层物性控制因素评价[J]. 吉林大学学报(地球科学版),2007,37(1):105~111

21 胡剑凤,蔡振忠,马青,等. 塔里木盆地轮古东奥陶系碳酸盐岩储层特征与主控因素[J]. 石油与天然气地质,2007,28(6):776~785

22 胡学智,鲍志东,邓未红,等. 松辽盆地南部扶余油田泉头组四段沉积相研究[J]. 石油与天然气地质,2008,29(3):334~341